

Análisis de la Evolución de la Demanda Eléctrica en el Ecuador Considerando el Ingreso de Proyectos de Eficiencia Energética

Salazar G. *, Panchi B. *;

Escuela Politécnica Nacional, Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Quito, Ecuador
e-mail: gsalazaryopez@gmail.com; byron_2d3@hotmail.com

Resumen: En el presente documento, mediante una breve revisión de la situación energética del Ecuador, se confirma la necesidad de la introducción de proyectos de eficiencia energética a gran escala que se dio a partir del 2008 y se investiga la influencia de dicha introducción en la curva de demanda diaria; para ello, se desarrolló el software llamado "IPEECC", el cual permite realizar la proyección de la curva de carga y el análisis de dichos proyectos. Contando con datos históricos se proponen dos métodos para la proyección de la curva de carga diaria, éstos se basan en el crecimiento tendencial de las demandas horarias, pero se diferencian al momento de considerar la evolución de la demanda mensual y anual. Por otra parte, con base en la proyección obtenida, se analiza la influencia de cada proyecto de eficiencia energética ejecutado, mediante consideraciones en cuanto al uso final de energía eléctrica que involucra el proyecto, se estima la variación de demanda eléctrica que pudo haber causado cada proyecto de eficiencia energética en la curva de carga, así también su efecto en la recaudación y emisiones de CO₂ emitidos al ambiente.

Palabras clave: Evolución de la curva de carga, eficiencia energética, usos finales, pronóstico de la curva de carga, factor de coincidencia, factor de variación horaria, índice de penetración.

Abstract: In this paper by a brief review of the energy situation of Ecuador, confirms the need for the introduction of energy efficiency projects on a large scale that occurred from 2008 and investigates the influence of the introduction into the daily demand curve, for it, we developed the software called "IPEECC" which allows the projection of the load curve and analysis of above mentioned projects. Relying on historical data is proposed two methods for projecting daily load curve; these are based on trend growth of hourly demands, but differ when considering the evolution of monthly and annual demand. Moreover, based on the projection obtained, we analyze the influence of each energy efficiency project implemented by considerations regarding the end use of electricity that the project involves, we estimate the variation of electrical demand that could have caused each energy efficiency project in the load curve, so its effect on the collection and CO₂ emissions emitted into the environment.

Keywords: Evolution of load curve, energy efficiency, end uses electricity, forecast load curve, coincidence factor, hourly variation factor, penetration index.

1. INTRODUCCION

Para cubrir la demanda eléctrica nacional con el parque generador disponible, se ejecutan proyectos de eficiencia energética a gran escala con el fin de reducir la demanda en horas pico, optimizando la energía eléctrica. Debido a ésta incidencia, la evolución de la curva de carga se ve afectada, por ello se busca una metodología para la proyección de la curva de carga a través de los años; de éstas se propone dos metodologías, la proyección por mes y años, los cuales se basan en métodos estadísticos. Así también, se realiza un estudio de todos los proyectos de eficiencia energética ejecutados en el período 2008-2012 en cuanto sus características y posibles afectaciones a futuro; de los resultados obtenidos se realiza comparaciones entre los valores reales, proyectados y los proyectados considerando el ingreso de los proyectos de eficiencia energética, y por tanto su validación.

2. EVOLUCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

2.1 Evolución del sector eléctrico ecuatoriano

Actualmente el parque generador produce energía eléctrica de fuentes de energía renovables (generación hidráulica, solar, eólica, y térmica de cogeneración) y fuentes de energías no renovable mientras (generación térmica de MCI, Turbo-gas y Turbo-vapor). En el período 1999-2005 la tasa de crecimiento de la potencia efectiva de fuentes renovables fue casi nula y desde el 2006 al 2011 solo creció a 4,6%. Mientras que las fuentes no renovables, sobre todo las térmicas de MCI a partir del 2005 al 2011, creció en un 16,4% y las térmicas Turbo-gas en los años 2008-2009 creció un 16%. Debido a la falta de inversión en cuanto a generación, la necesidad de cubrir la demanda eléctrica en los últimos años conllevó a requerir de la participación de importaciones de energía eléctrica desde Colombia y Perú.

Por otra parte la demanda eléctrica, en el período 1999-2011 la tasa de crecimiento fue de 5,8%. De los más de 15 200 GWh de energía eléctrica entregados a clientes

finales registrados en el 2011, 35,1% fueron dirigidos al sector residencial, 19,4% al comercial, 31,5% al industrial, 5,8% a alumbrado público y 8,3% a otros. La demanda eléctrica junto con las pérdidas técnicas en el SEP hicieron que la producción de energía eléctrica este compuesto como se aprecia a continuación[1, 2, 3].



Figura 1. Evolución de la producción anual de energía eléctrica [1,2]

2.2 Características de las cargas eléctricas

Las características que a continuación se mencionan son parte fundamental para el estudio de la curva de carga.

1) **Factor de carga (Fc):** Es la relación entre la demanda promedio a la demanda máxima [4].

$$0 < F_c = \frac{D_m}{D_M} < 1$$

2) **Demanda máxima diversificada (Ddiv):** es la relación de la sumatoria de las demandas individuales del conjunto cuando se presenta la demanda máxima del mismo y el número de cargas[4].

$$D_{div} = \frac{\sum_{i=1}^n D_i(t)}{n}$$

3) **Factor de diversidad (Fdiv):** es el cociente de la suma de las máximas demandas individuales de las varias subdivisiones de un sistema para la demanda máxima del sistema completo[4].

$$F_{div} = \frac{D_1 + D_2 + D_3 + \dots + D_n}{D_{1+2+3+\dots+n}} = \frac{\sum_{i=1}^n D_i}{D_M \text{ Grupo}} = \geq 1$$

4) **Factor de coincidencia (Fco):** es el inverso del factor de diversidad.

5) **Factor de contribución (c):** expresa la porción en la que la n-ésima carga contribuye a la demanda máxima del grupo[4].

$$D_{1+2+3+\dots+n} = c_1 D_1 + c_2 D_2 + c_3 D_3 + \dots + c_n D_n$$

6) **Demanda máxima y demanda máxima diversificada:** la demanda máxima es una función de la demanda, carga y factor de diversidad (o coincidencia) [4].

$$D_{mN} = \frac{D_{m1} + D_{m2} + D_{m3} + \dots + D_{mN}}{(F_{div})_N}$$

$$D_{mi} \text{ (promedio)} = \frac{D_{m1} + D_{m2} + D_{m3} + \dots + D_{mN}}{N}$$

$$\frac{D_{mN}}{N} = \frac{D_{mi} \text{ (promedio)}}{(F_{div})_N} = (F_{co})_N * D_{mi} \text{ (promedio)}$$

7) **Factor de variación horaria (Fvh):** Es definido como la relación entre la demanda de un tipo particular de carga coincidente con la demanda máxima del grupo y la demanda máxima de este tipo particular de carga[4].

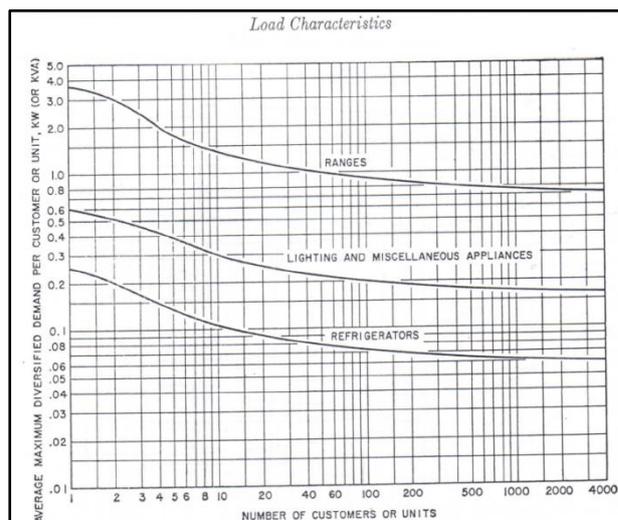


Figura 2. Curvas de demanda máxima diversificada promedio para diferentes cargas [4]

2.3 Gases de efecto invernadero

Los gases que forman la atmosfera permite la entrada de rayos solares que calientan la tierra, la cual al calentarse también emiten calor, pero la atmosfera impide que este escape hacia el espacio y lo devuelve a la superficie terrestre, como efecto invernadero. Según el IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) en el 2006 señaló que en la industria de la producción de energía eléctrica se considera al CO₂, CH₄ y N₂O como los principales gases de efecto invernadero entre otros [6]. El CO₂ es el responsable del 50-60% del calentamiento global y su permanencia en la atmosfera es de 50 y 200 años, su GWP (Global Warming Potential) es 1. Mientras que el CH₄ se emiten en operaciones de extracción, producción y distribución de combustibles fósiles, su permanencia en la troposfera es de 9-15 años y su GWP es 21. Por último, el N₂O se libera en la incineración de combustibles fósiles, biomasa y combustibles ricos en nitrógeno, su permanencia es de 114 años y su GWP es 150 [7].

2.4 Métodos de pronóstico de demanda eléctrica

Se debe tener en cuenta que todo pronóstico es en esencia la sugerencia de una sola posibilidad; es simplemente la alternativa más viable que se encuentra, luego de hacer una serie de razonamientos basados en la información disponible[8].

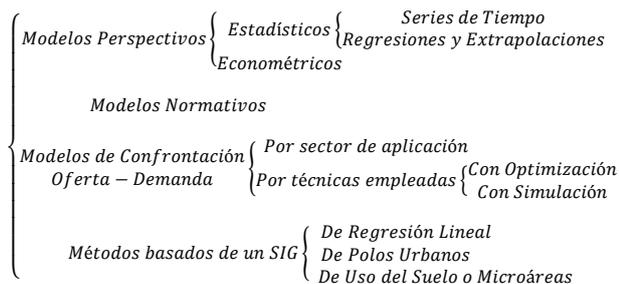


Figura 3. Clasificación de los métodos de pronóstico [8, 9]

En vista de que se cuenta con suficiente información histórica de la curva de carga diaria y considerando el crecimiento de la demanda horaria, se opta por pronosticar la curva de carga con método estadístico.

3 DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO DE PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA

3.1 Factores que afectan la curva de carga diaria

Los factores son: condiciones meteorológicas, calendario, variables económicas, factores no predecibles y a más de estos, otros factores que posiblemente afectaron a la demanda eléctrica del Ecuador en el período de estudio son la crisis energética de noviembre y diciembre de 2009, tarifas eléctricas según nivel de tensión y tarifas eléctricas con señales de eficiencia energética [10, 11].

3.2 Análisis de la curva de carga diaria

Para medir o validar las proyecciones se utiliza los siguientes conceptos.

- Error absoluto._ muestra la diferencia entre los valores reales y proyectados [12].
- Error relativos._ resalta la importancia relativa de la desviación al dividir el error absoluto por el valor real [12].
- Nivel de confianza._ es la probabilidad de que el resultado esté entre $\pm Ax$ del valor medio, en este caso estos los límites se consideraran el valor máximo y mínimo de la curva de carga registrada en dicho mes [12].
- Coeficiente de correlación (r)._ determina el grado de dependencia lineal entre las curvas reales y proyectadas [12].

$$r = \frac{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X}) * (Y_i - \bar{Y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2} * \sqrt{\sum_{i=1}^n (Y_i - \bar{Y})^2}}$$

- Coeficiente de no correlación (Nr)._ factor contrario al de correlación, mide la distorsión o no asociación entre la curva proyectada y la real.

$$Nr = (1 - r) * 100\%$$

- Niveles de demanda._ es el valor promedio de las demandas horarias involucradas en períodos que se

considera de baja (5-9 h), media (11-17 h) y alta (19-20 h) demanda eléctrica.

3.3 Obtención de la curva de carga para cada mes

La información histórica proporcionada por el CENACE (Centro Nacional de Control de Energía) contiene datos del 2000 al 2012 de las curvas de carga de los días laborables, sábado y domingo, cada curva de carga posee 25 registros debido a la demanda de 19:30 h en las que usualmente se da la demanda máxima. Previa a una depuración de la base de datos por simple inspección, y los datos registrados del lunes (todo el día) y las tardes del viernes (17-24 h) se obtiene las curvas representativas para cada mes por medio de la media muestral.

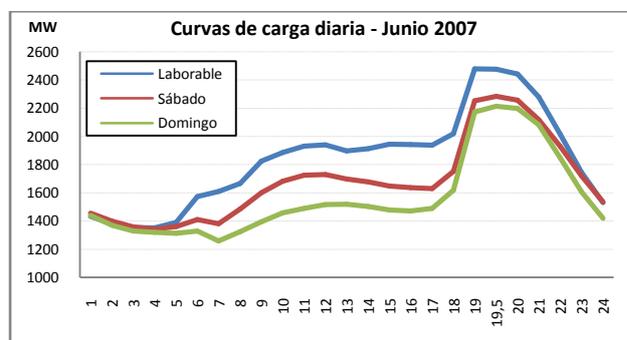


Figura 4. Curvas de carga diaria obtenidas – Junio 2007

3.4 Evolución de la curva de carga a través de los meses y años

La curva de carga a través de los meses varía por los factores antes mencionados y su comportamiento es similar en todos los años. Mientras que la evolución por años es de manera creciente y estable salvo para ciertos meses inestables (Enero, Febrero, Noviembre y Diciembre) por su ubicación en el calendario.

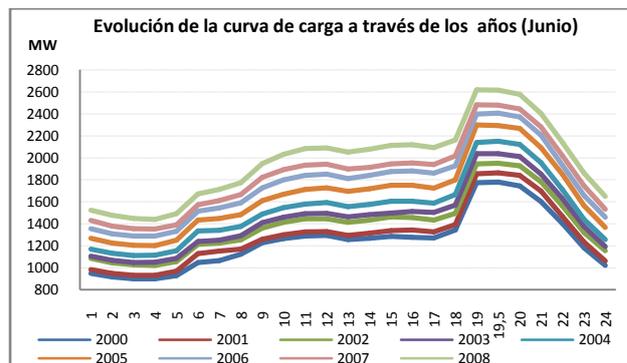


Figura 5. Evolución de curvas de carga a través de los años – Junio

3.5 Proyección por mes

Este método se basa en el crecimiento de la demanda horaria de cada mes a través de los años, por medio de regresiones (lineal y polinomial) se halla el de mejor ajuste para cada demanda horaria hasta formar la nueva

curva de carga proyectada. El período utilizado como base fue 2000-2007.

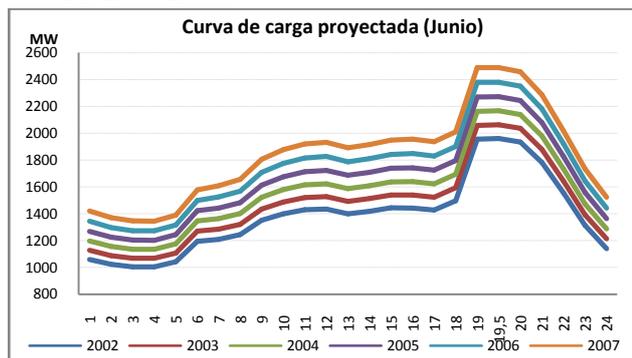


Figura 6. Curva de carga proyectada por mes - Junio

Los errores relativos rodean $\pm 3\%$ lo que significa una variación de ± 40 MW, para casi todos los meses.

3.6 Proyección por años

Al igual que la proyección por mes, se basa en el crecimiento de la demanda horaria pero para proyectar la curva de carga anual; además se halla un perfil o patrón de cada mes debido al resultado del error relativo de las curvas de carga de cada mes respecto a la curva de carga anual. Una vez proyectada la curva de carga anual se aplica el patrón de cada mes para obtener las curvas de carga de todo los meses.



Figura 7 Error relativo promedio entre la curva de carga del mes de junio respecto a la curva de carga anual.

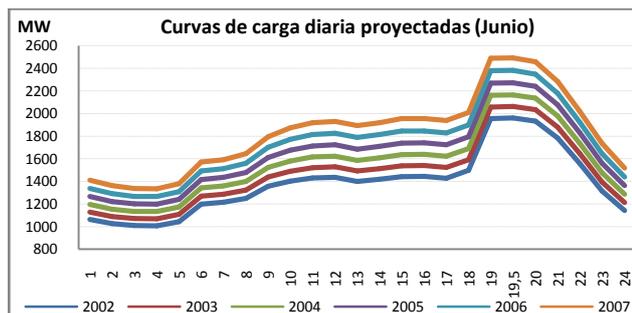


Figura 8 Curvas de carga proyectada por años - Junio

En este caso también se considera conveniente un promedio entre una proyección lineal y polinomial. Los errores relativos rodean el $\pm 2,5\%$ el cual no supera los ± 40 MW, de modo que la proyección por años resulta ser una mejor opción.

3.7 Proyección por años en el período 2008-2011

Los proyectos de eficiencia energética fueron introducidos en el año 2008, de modo que a partir de ese año la evolución de la curva de carga habría cambiado, en

la siguiente figura se aprecia el error absoluto para dicho período.

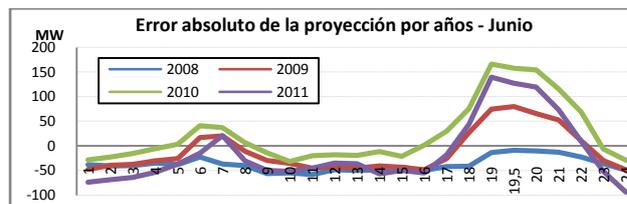


Figura 9. Curvas de carga proyectada por años - Junio

4 PROYECTOS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA

4.1 Características de los proyectos de eficiencia energética

- *Datos generales:* consiste en datos propios del proyecto de eficiencia energética, como: fecha de inicio, cantidad, condición óptima de los artefactos, potencia unitaria del nuevo y viejo artefacto.

- *Coefficiente de vida del proyecto:* considera el tiempo de ejecución del proyecto, vida útil del artefacto (μ) y la desviación estándar (σ) de la vida útil.

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} * \sum_{i=1}^n e^{-\frac{(x_i-\mu)^2}{2\sigma^2}}$$

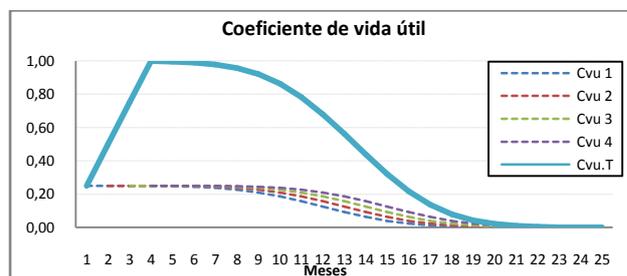


Figura 10 Coeficiente de vida de un proyecto de eficiencia energética.

- *Pérdidas técnicas:* el reemplazode artefactos causa que las pérdidas técnicas en el SEP varíen, $P_{(1)}$ es la potencia del artefacto nuevo y $P_{(2)}$ del artefacto antiguo.

$$\Delta Pr = \text{Perdidas \%} * P_{(2)} * \left[1 - \left(\frac{P_{(1)}}{P_{(2)}} \right)^2 \right]$$

- *Índice de penetración:* permite modelar la aceptabilidad y participación de los consumidores. T_i y T_f son los meses inicial y final, y L_1 y L_2 son los límites más altos y bajos de los valores de penetración [13].

$$P = \frac{100}{1 + e^{(A+B*T)}}$$

$$A = \ln\left(\frac{1-L_1}{L_1}\right) - B * T_i \quad B = \frac{\ln\left(\frac{1-L_1}{L_1}\right) - \ln\left(\frac{1-L_2}{L_2}\right)}{T_i - T_f}$$

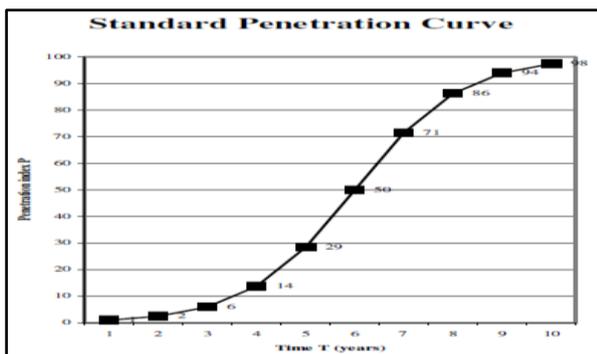


Figura 11. Índice de penetración [13]

• **Factor de variación horaria:** permite simular el comportamiento de la carga involucrada en el proyecto de eficiencia energética. Como cada artefacto produce la misma demanda, el factor de variación para cierta hora se reduce al cociente de la contribución promedio de todos los artefactos en cierta hora para la contribución promedio en la hora de máxima demanda de todo el período [4].

$$F_{vkh} = \frac{D_{mk}}{D_{mT}} = \frac{c_1 D_1 + c_2 D_2 + c_3 D_3 + \dots + c_n D_n}{D_1 + 2 + 3 + \dots + n}$$

$$F_{vkh} = \frac{D_1(c_1 + c_2 + c_3 + \dots + c_n)/n}{D_1(C_1 + C_2 + C_3 + \dots + C_n)/n} = \frac{c_{pk}}{C_{pT}}$$

• **Factor de coincidencia horaria:** permite estimar la variación de carga que causa el ingreso o reemplazo del nuevo artefacto en un período de tiempo. Considerando que la demanda de cada artefacto es la misma, el factor de coincidencia de una hora resulta ser la contribución promedio de todos los artefactos, de modo que el factor de coincidencia horaria se modela con el factor de variación horaria y el factor de coincidencia máxima [4].

$$F_{co} = \frac{(c_1 + c_2 + c_3 + \dots + c_n)}{n} = c_p$$

$$F_{co_k} = F_{vkh} * F_{co}$$

• **GEI:** la variación en la emisión de los gases de efecto invernadero se obtiene mediante el tipo de combustible, rendimiento de la unidad generadora y el factor de emisión sugerido por el IPCC.

4.2 *Compilación de datos requeridos para el análisis de los proyectos de eficiencia energética.*

Datos que involucran tiempo se dan en meses.

1) **Focos ahorradores:** se ejecutó con el objetivo de reducir la demanda de energía en horas pico y fue dirigida al sector residencial, comercial y otros; se dio en dos fases, cada una con dos etapas.

Tabla 1. Focos Ahorradores

Fase I (Etapa I y Etapa II)

Datos Generales	Etapa I	Etapa II	Datos Consumidor	Etapa I	Etapa II	Op. Cond.	P1	P2
				Millones	Millones			
Año Inicio	2008	2009	Residencial	3	2	99,6	20	60
Mes Inicio	Jul	Ene	Otros	0,6	0,4	99,6	25	80
T_Ejecución	6	7	Penetración	10	0		20	60
Vida Útil	18	18						
D_Estándar	5	5						

Fase II (Etapa I y Etapa II)

Datos Generales	Etapa I	Etapa II	Datos Consumidor	Etapa I	Etapa II	Op. Cond.	P1	P2
				Millones	Millones			
Año Inicio	2009	2010	Residencial	3	2,5	99,6	20	60
Mes Inicio	Nov	Sep	Comercial	2	1	99,6	25	80
T_Ejecución	9	10	Otros	0,5	0,5	99,6	25	80
Vida Útil	18	18	Penetración	15	0		20	60
D_Estándar	5	5						

Índice de Penetración				
	Ti	Tf	L1	L2
Fase I	1	72	1%	99%
Fase II	1	144	1%	99%

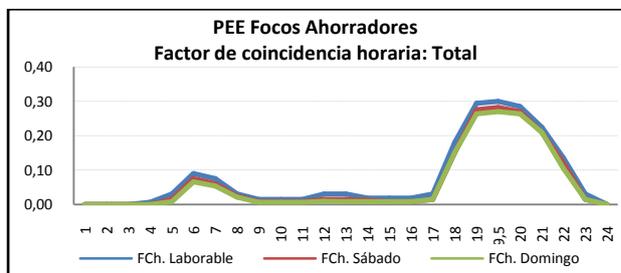


Figura 12. Factor de coincidencia horaria considerado para el PEE Focos ahorradores: Residencial, Comercial y Otros.

2) **Luminarias de vapor de sodio:** fue dirigida al sector de Al. Público para reducir un consumo constante de 6,3% de la demanda total y reducir las pérdidas en recaudación, las cuales solo en el período 2007-2009 representaron 46,6 millones de USD.

Tabla 2. Luminarias de vapor de sodio Fase I y Fase II

Datos Generales	Fase I	Fase II	Datos Sector	Fase I	Fase II	Op. Cond.	P1	P2
				Unidades	Unidades			
Año Inicio	2009	2011	Al. Púb.	51382	64655	99,99	100	175
Mes Inicio	Jun	Jul	Pnt.	272284	0	0,0	100	175
T_Ejecución	12	18						
Vida Útil	48	48						
D_Estándar	6	6						

Índice de Penetración				
	Ti	Tf	L1	L2
Fase I	1	120	1%	99%

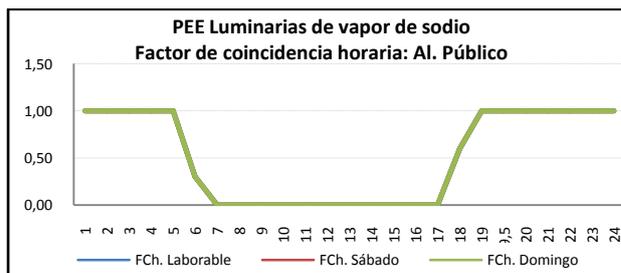


Figura 13. Factor de coincidencia horaria considerados para el PEE Luminarias de vapor de sodio: Al. Público

3) *Cocinas de inducción*: fue dirigida al sector residencial con el fin de desplazar el consumo de GLP de zonas fronterizas (Provincia de Carchi) debido al contrabando de este combustible hacia el país vecino. Mediante acciones técnicas y sociales se entregaron los kits en parroquias fronterizas.

Tabla 3. Cocinas de inducción

Datos Generales		Datos Consumidor	Cantidad	Op. Cond.	P1	P2
Año Inicio	2010	Residencial	Unidades	%	kW	kW
Mes Inicio	Sep	Residencial	10800	99,99	1	0
T_Ejecución	22	Penetración	21600	0,0	1	0
Vida Útil	120					
D_Estándar	12					

Índice de Penetración				
	Ti	Tf	L1	L2
Fase I	1	120	1%	90%

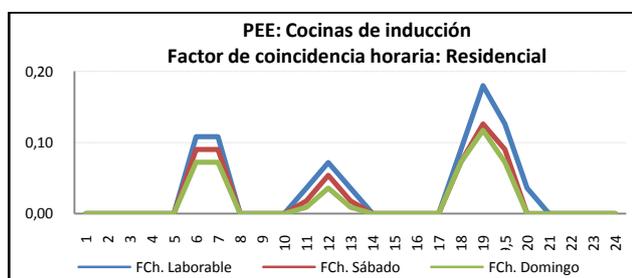


Figura 14. Factor de coincidencia horaria considerado para el PEE Cocinas de Inducción: Residencial.

4) *Sustitución de refrigeradores*: fue dirigida a consumidores residenciales que registren consumos de hasta 200 kWh y posean refrigerador con más de 10 años de vida, ya que se estima que la carga en refrigeración representa el 35% de la demanda nacional y se presenta como una carga constante.

Tabla 4. Sustitución de refrigeradores

Datos Generales		Datos Consumidor	Cantidad	Op. Cond.	P1	P2
Año Inicio	2012	Residencial	Miles	%	W	W
Mes Inicio	Abr	Residencial	1	100%	46	105
T_Ejecución	12	Penetración	150	0,0%	46	105
Vida Útil	120					
D_Estándar	12					

Índice de Penetración				
	Ti	Tf	L1	L2
Fase I	1	120	2%	95%

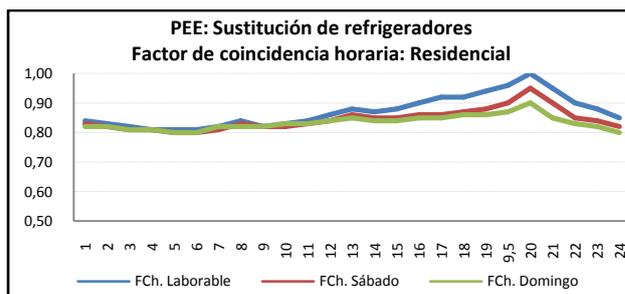


Figura 15. Factor de coincidencia horaria considerado para el PEE Sustitución de refrigeradores: Residencial.

4.3 Herramienta informática

El programa "IPEECC" fue desarrollado en lenguaje Microsoft Visual Basic usado en Macros de Microsoft Office Excel. El programa utiliza la base de datos de curvas de carga diaria registradas en el SNI, la misma que se encuentra en el archivo "Base Demanda.xls" proporcionado por el CENACE. Esta información histórica se la procesa y por medio de métodos estadísticos se realiza proyecciones de la curva de carga diaria. Una vez obtenidas las proyecciones adecuadas es posible el estudio de la introducción de PEE al sistema eléctrico ecuatoriano. IPEECC está diseñado bajo la condición de que la curva de carga diaria es "casi-estacional" y solo toma en cuenta el efecto que la incidencia de los proyectos de eficiencia energética puede causar en la demanda eléctrica.

5 RESULTADOS OBTENIDOS

5.1 Evolución de las curvas de carga diaria reales y proyectadas por años.

En base a información histórica del período 2000-2007, se proyecta la curva de carga diaria para el período 2008-2012. La figura 23 muestra la evolución real que tuvo la curva de carga diaria para el mes de mayor demanda eléctrica (Diciembre) en todo el año y su proyección.

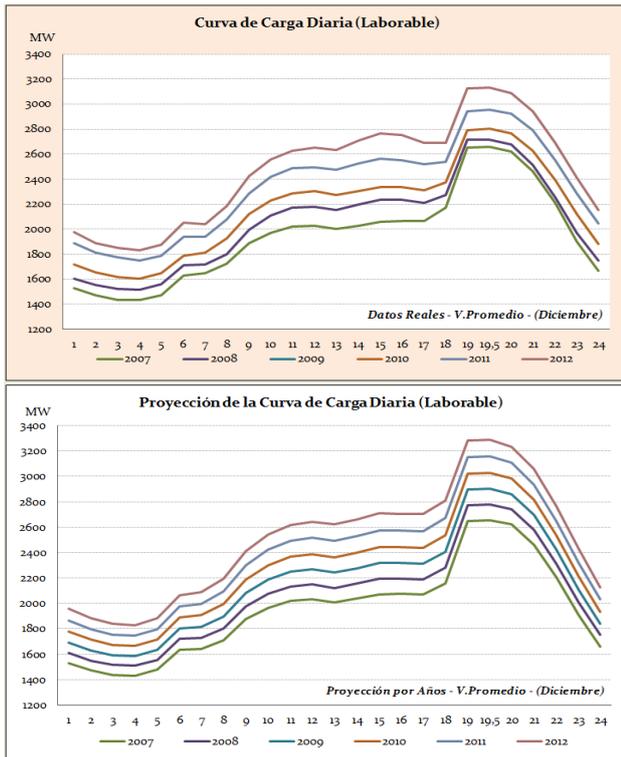


Figura 16. Curvas de carga diaria real y proyectadas - Diciembre.

5.2 Análisis de introducción de proyectos de eficiencia energética.

Una vez realizado el análisis de la introducción de los proyectos de eficiencia energética la evolución de la curva de carga diaria cambia considerablemente respecto a su proyección y se asemeja a la evolución real.

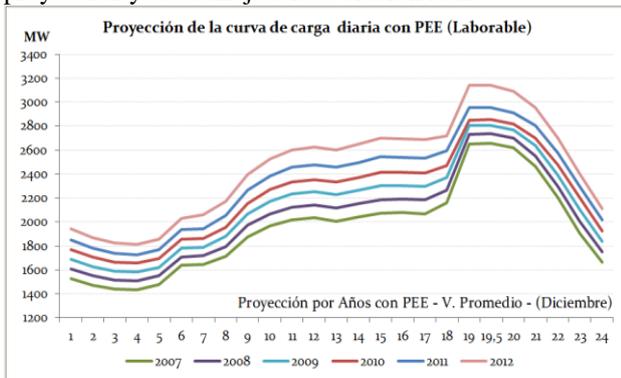


Figura 17. Curvas de carga diaria proyectadas por años considerando los proyectos de eficiencia energética en el período 2007-2012.

La influencia de los proyectos de eficiencia energética en la curva de carga se aprecia en las siguientes figuras, en las que se muestra la curva de carga con valores reales “Real”, la proyección por años “Base” y la nueva proyección considerando el ingreso de los proyectos de eficiencia energética “PEE”. Para validar el proyecto, se toma en cuenta la variación que probablemente provoca la introducción de los proyectos de eficiencia energética en el error absoluto o relativo, las curvas de carga mínima y máxima reales, y la evolución de los niveles de demanda o también la evolución de la demanda horaria (ver fig. 22), ambos a través de los meses.

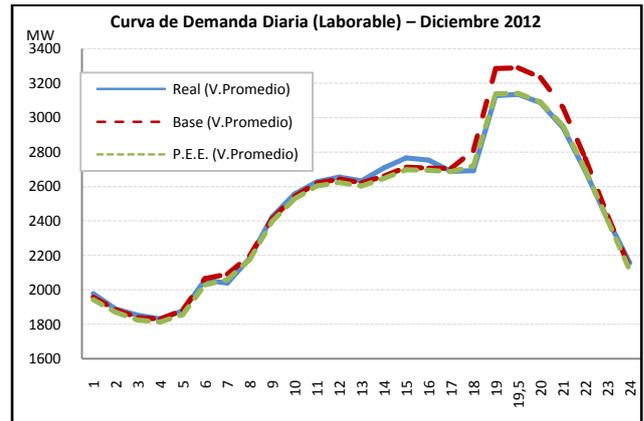


Figura 18. Curvas de carga diaria real y proyectadas con y sin PEE.

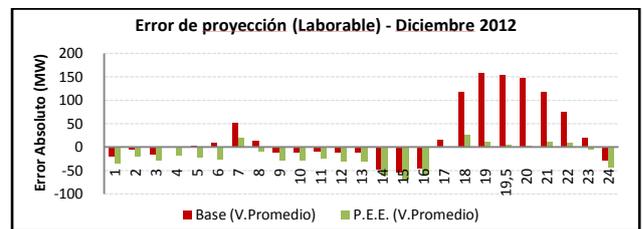


Figura 19. Error de proyección.

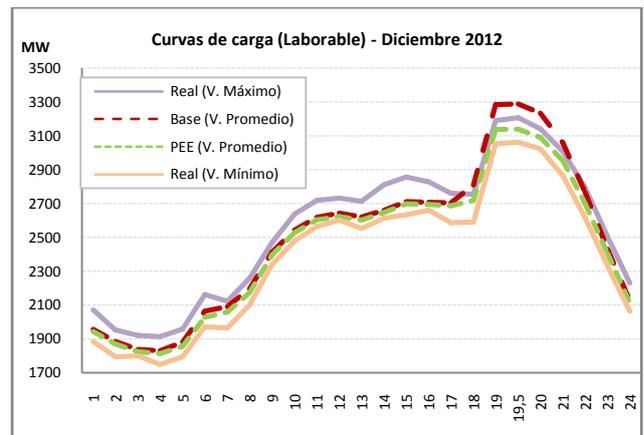


Figura 20. Curvas de carga máxima, mínima y proyectadas con y sin PEE.

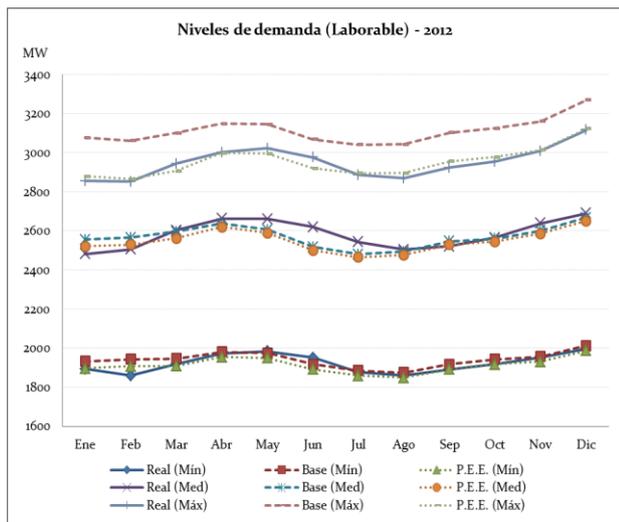


Figura 21. Niveles de demanda eléctrica real y proyectadas con y sin PEE.

5.3 Incidencia de los proyectos de eficiencia energética.

1) *Focos ahorradores*: la sustitución de focos incandescentes por focos ahorradores pudieron causar una variación de carga de 150 MW, 100 MW, 270 MW y 200 MW pero solo alcanza una reducción de demanda máxima de 45 MW, 30 MW, 70 MW y 50MW en la Etapa I y II de la Fase I y Etapa I y II de la Fase II respectivamente. La reducción de demanda crece gracias a la superposición de las etapas y el índice de penetración, de modo que para el 2010 pudo haber alcanzado un máximo de 130 MW y 160 MW para el 2011; por otra parte, el año 2011 se habría alcanzado las máximas reducciones de demanda eléctrica por lo que se habría

enviar el consumo de 25 GWh de energía eléctrica al mes, lo que representa un ahorro de 2 millones de USD y una no emisión de 20 mil toneladas de CO₂ a la atmosfera.

2) *Luminarias de vapor de sodio*: el reemplazo de luminarias de mercurio por luminarias de vapor de sodio al considerar el factor de coincidencia máxima uno, la variación de carga y demanda son iguales y podrían haber reducido la demanda en 4 MW y 5,5 MW en la fase I y II respectivamente, la superposición de ambas fases habría permitido reducir hasta 9 MW a fines de 2012, esto significaría una reducción en el consumo de energía eléctrica por mes de 3,5 GWh, lo que representa 300 mil USD y se habría evitado la emisión de 2,5 mil toneladas de CO₂.

3) *Sustitución de cocinas de gas por cocinas de inducción*: debido a la cantidad de cocinas de inducción entregadas, el aumento máximo de carga alcanzo el 12 MW, de los cuales solo 2 MW se considera como

4) demanda máxima diversificada. El aumento del consumo de energía eléctrica habría sido de 200 MWh/mes, el cual significa un aumento de 15 mil USD y habría dado paso a la emisión de 800 toneladas de CO₂.

5) *Sustitución de refrigeradores*: el complejo procedimiento a seguir para sustituir los refrigeradores permitió no alcanzar cantidades previstos por los que la variación de demanda nada considerable, de todas formas habría alcanzado una reducción de 40 MWh cada mes, lo que equivaldría a 3 mil USD y evitaría la emisión de 400 toneladas de CO₂.

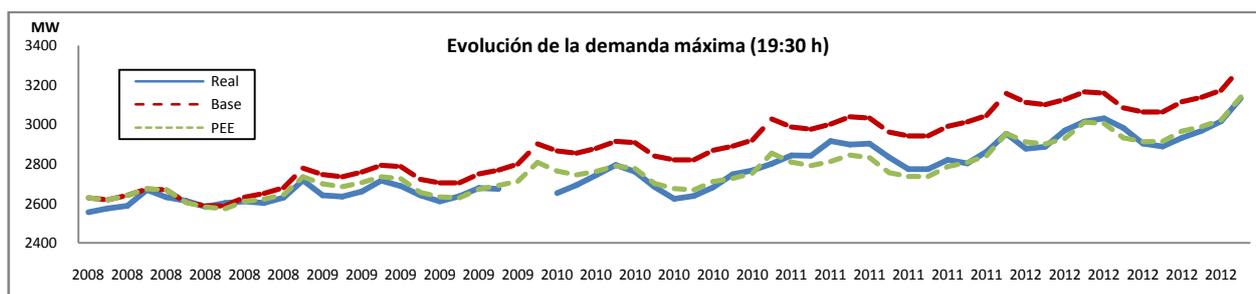


Figura 22. Evolución de la demanda máxima real, y proyectadas con y sin PEE a través de los meses.

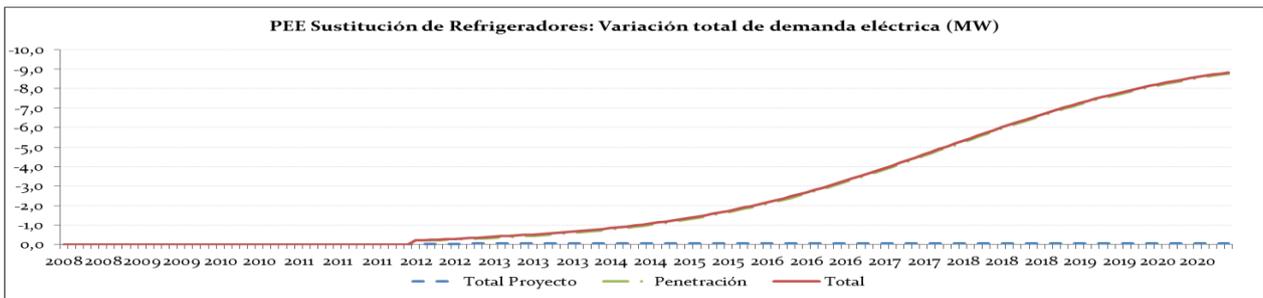
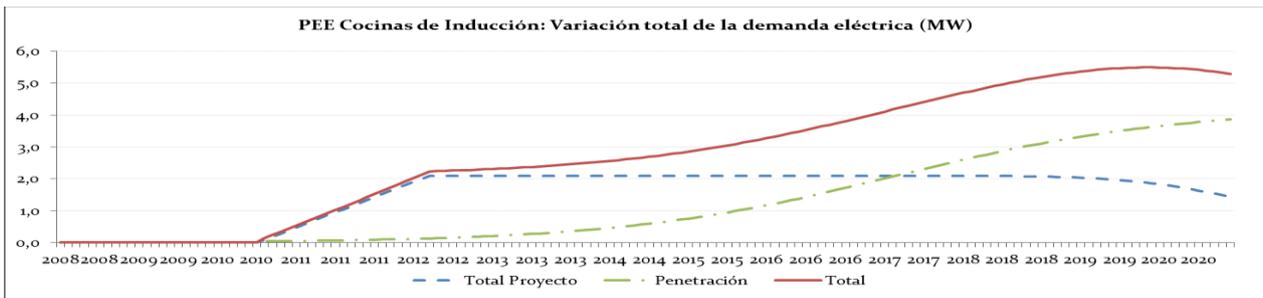
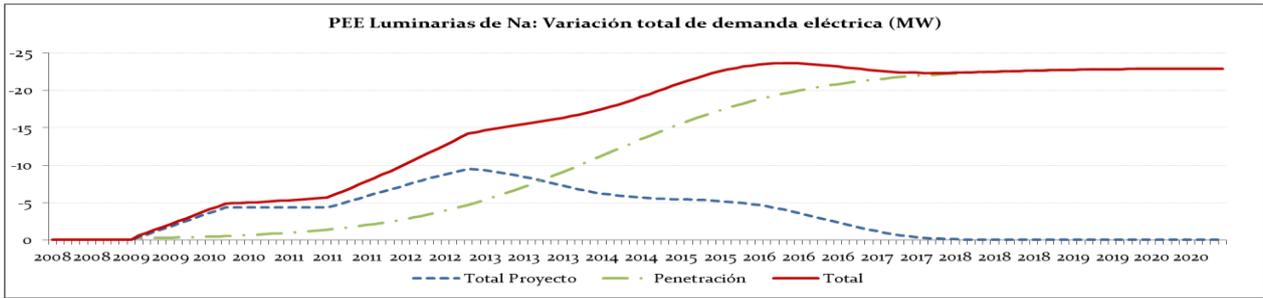


Figura 23. Variación de la demanda debido al ingreso de los proyectos de eficiencia energética a través de los meses.

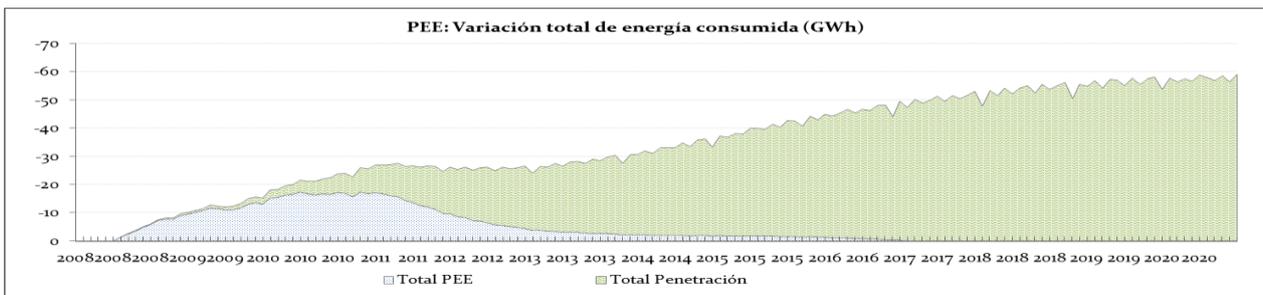


Figura 24. Variación de la energía eléctrica debido al ingreso de los proyectos de eficiencia energética a través de los meses.

6 CONCLUSIONES

Sí se cuenta con suficiente información histórica y el crecimiento de las demandas horarias es progresivo, la combinación de tendencias entre lineal y polinomial al momento de proyectar las demandas horarias mejora la proyección, ya que se retiene la forma y desarrolla la evolución de la curva de carga.

Los proyectos de eficiencia energética incentivan la utilización de artefactos más eficientes y se da en un tiempo de vida determinado, y la penetración simula la continuación de la utilización de esos artefactos una vez constatados las ventajas, iniciativa propia de consumidores, desarrollo tecnológico y sobre todo medidas gubernamentales.

El proyecto focos ahorradores sin duda alguna fue el más certero para reducir la demanda eléctrica en horas pico, su influencia pudo haber reducido más de 100 MW de demanda máxima en el 2010 y 2011, y junto a la penetración la reducción habría alcanzado los 150 MW.

El proyecto de eficiencia energética de luminarias de sodio aunque con menos fuerza que el proyecto de focos ahorradores en la horas pico habría ayudado a reducir 4 MW en la primera fase y 5,5 MW en la segunda fase, la coincidencia entre fases habría permitido una reducción de más de 9 MW a finales e inicios del 2012 y 2013.

El proyecto de eficiencia energética de cocinas de inducción de acuerdo al factor de variación horaria habría elevado 2 MW de demanda eléctrica desde del 2012. En cuanto a la sustitución de refrigeradores, la reducción es constante en toda la curva de carga y debido al número de refrigeradores reemplazados solo habría reducido 0,06 MW.

La validación del análisis de los proyectos de eficiencia energética realizado por medio de la comparación de los errores, límites máximos y mínimos, niveles de demanda y evolución de demanda horaria, se puede mencionar que es bastante aceptable.

Por último, de acuerdo a los resultados obtenidos, los proyectos de eficiencia energética ratifican la viabilidad de los mismos, alcanzando un consumo eficiente de la energía eléctrica, ahorro de dinero, reducción de las emisiones de los GEI, evitar el uso de las centrales térmicas y aplazar la construcción de centrales de generación, y la reducción de pérdidas técnicas en el sistema eléctrico.

REFERENCIAS

- [1] CONELEC, Dirección de Planificación, Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano. Ecuador, 2012.
- [2] CONELEC, (www.conelec.gob.ec), Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano. Ecuador, 2012.
- [3] CONELEC, Plan Maestro de Electrificación 2012-2021, Ecuador, Agosto 2009.
- [4] WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION, "Distribution systems", Electric Utility Engineering Reference Book Volumen 3, First Edition, Fourth Printing, East Pittsburgh, Pennsylvania, 1965.
- [5] RAMÍREZ CASTAÑO Samuel, Redes de distribución de energía, Tercera Edición, Universidad Nacional de Colombia, Colombia, Enero 2004.
- [6] IPCC, Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero - Combustión Estacionaria, Darío R. Gómez (Argentina) y John D. Wattersson (Reino Unido), 2006.
- [7] Gases de efecto invernadero de origen antrópico <http://www.gasesinvernaderos.htm>.
- [8] HERRERA ORBEA Lorena del Pilar, Pronóstico de la demanda utilizando inteligencia artificial, Escuela Politécnica Nacional, Quito, Julio 2007.
- [9] QUISPE T. Vicente Javier, Estudio y planificación del sistema de distribución eléctrica del cantón La Mana jurisdicción de la Empresa Eléctrica Provincial de Cotopaxi (ELEPCO S.A.) utilizando el programa NEPLAN, Escuela Politécnica Nacional, Quito, Junio 2009.
- [10] MALLO GONZALES Carlos, Predicción de la demanda eléctrica horaria mediante redes neuronales artificiales, Universidad de Oviedo, Oviedo.
- [11] CENACE, Informe Anual 2009. Ecuador, 2010.
- [12] WALPOLE Ronald E., MYERS Raymond H. y MYERS Sharon L., Probabilidad y estadística para ingenieros, Sexta edición, PRENTICE-HALL HISPANOAMERICANO S.A. México 1999.
- [13] YÉPEZ Fabricio, An Estimation of Energy Savings and GHG Emissions Reduction Potential in the Electricity Sector of Latin American and the Caribbean Countries, University of Calgary, Ecuador, 2003.
- [14] OLADE, Boletín Informativo Olade, Mentor Poveda, Ecuador, Julio-Agosto 2008.